

Проект

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

**ВИМОГИ ДО ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ
ПРИ ЇХНІЙ РОБОТІ ПАРАЛЕЛЬНО З ОБ'ЄДНАНОЮ
ЕНЕРГЕТИЧНОЮ СИСТЕМОЮ УКРАЇНИ**

СОУ НЕК ХХ.ХХХ:2017

Київ
2017

ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: ДП «НЕК «Укренерго»
- 2 РОЗРОБЛЕНО: Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго»
- 3 РОЗРОБНИКИ: О. Болдирєв (керівник розробки), А. Квицинський, В. Редін (відповідальний виконавець), М. Клопот, М. Головатюк
- 4 ВНЕСЕНО: Виробничо-технічний відділ ДП «НЕК «Укренерго»
- 5 ПОГОДЖЕНО: Заступник директора з оперативного керування – головний диспетчер ДП «НЕК «Укренерго»
В. Зайченко
Заступник директора з розвитку і експлуатації мережі – технічний директор ДП «НЕК «Укренерго»
М. Белкін
Начальник виробничо-технічного відділу ДП «НЕК «Укренерго»
В. Московчук
Начальник відділу загально-правової і корпоративної роботи ДП «НЕК «Укренерго»
О. Гурєнков
- 6 ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ ДП «НЕК «Укренерго» від _____ 2017 р. № ____
- 7 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ
- 8 ТЕРМІН ПЕРЕВІРКИ: _____ рік

Право власності на цей документ належить ДП «НЕК «Укренерго».

© ДП «НЕК «Укренерго», 2017

ЗМІСТ

	С.
Вступ	V
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	2
3 Терміни та визначення понять	4
4 Позначки та скорочення	6
5 Загальні положення	6
6 Вимоги до вітрових та сонячних електричних станцій	7
6.1 Порядок доступу та приєднання ВЕС та СЕС до електричної мережі ОЕС України	7
6.2 Загальні технічні вимоги до вітрових і сонячних електричних станцій, які приєднуються до Об'єднаної енергосистеми України	7
6.2.1 Основне обладнання. Розподільчі установки	7
6.2.2 Схеми приєднання	8
6.2.3 Релейний захист і автоматика	10
6.2.4 Організація зв'язку та передавання інформації	12
6.3 Забезпечення показників якості електричної енергії	14
6.4 Управління та моніторинг	14
6.4.1 Загальні вимоги	14
6.4.2 Функції управління вітрових та сонячних електричних станцій	20
6.4.3 Вимоги щодо регулювання активної потужності	21
6.4.4 Вимоги щодо регулювання реактивної потужності та напруги	25
6.4.5 Регулювання частоти	31
6.4.6 Вимоги до систем захисту ВЕС та СЕС	34
6.4.6.1 Загальні положення	34
6.4.6.2 Системний захист	35

6.4.6.3 Вимоги щодо захисту електричних мереж у точці загального приєднання	36
6.4.7 Пріоритетність функцій управління	36
Додаток А Схеми розподільчих установок ЦПС ВЕС і СЕС	37

ВСТУП

Цей стандарт визначає основні технічні та функціональні вимоги, яким повинні відповідати вітрові та сонячні фотоелектричні електростанції (далі за текстом – ВЕС та СЕС) у разі їх приєднання на паралельну роботу у складі Об'єднаної енергетичної системи України (ОЕС України).

Стандарт підприємства є нормативним документом, який встановлює базові системні вимоги, що направлені на забезпечення функціонування вітрових та сонячних електростанцій у складі ОЕС України в сучасних умовах відповідно до законодавства України та Енергетичного Співтовариства.

Дія цього стандарту поширюється на характеристики вітряних та фотоелектричних сонячних електричних станцій (далі - відповідно ВЕС і СЕС) потужністю понад 150 кВт, які використовують перетворювачі енергії для приєднання до електричних мереж загального призначення.

Вимоги цього стандарту призначені для застосування операторами системи передачі та системи розподілу під час планування розвитку електричних мереж до яких приєднанні ВЕС та СЕС, а також суб'єктами та фізичними особами підприємницької діяльності з постачання та виробництва електричної енергії на ВЕС та СЕС.

Питання щодо урегулювання оперативних взаємовідносин між операторами системи передачі та розподілу електричної енергії і операторами ВЕС і СЕС у стандарті не розглядалися. Питання взаємовідносин між об'єктами генерації та операторами системи передачі та системи розподілу повинно вирішуватися шляхом оновлення діючих Положень.

Пропозиції та зауваження до цього стандарту просимо надсилати за адресою: 04112 м. Київ, вул. Дорогожицька, 11/8, НПЦР ОЕС України;
тел. (044) 206-73-91, E-mail: npcr-kanc@ua.energy.

Державне підприємство
«Національна енергетична компанія «Укренерго»

СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

**Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з
Об'єднаною енергетичною системою України**

Чинний від 2017-XX-XX

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Цей стандарт визначає основні вимоги до обладнання та режиму роботи вітрових та фотоелектричних сонячних електричних станцій (ВЕС та СЕС) потужністю понад 150 кВт, що використовують перетворювачі енергії для приєднання на паралельну роботу з Об'єднаною енергосистемою України.

1.2 Цей стандарт застосовується при визначенні:

- основних технічних та функціональних вимог, яким повинні відповідати ВЕС і СЕС у разі їх приєднанні до електричних мереж загального призначення ОЕС України;
- точки приєднання електростанції або декількох електростанцій до електричної мережі загального призначення яка, з урахуванням номінальної потужності ВЕС і СЕС та конфігурації мережі, повинна забезпечувати максимальний рівень стійкої та безперебійної роботи ВЕС і СЕС, а також Об'єднаної енергосистеми України в цілому;
- порядку взаємодії оператора системи передачі або системи розподілу з власниками ВЕС і СЕС при їх приєднанні до електричних мереж;

1.3 Цей стандарт призначено для використання системним оператором ДП «НЕК «Укренерго», регіональними диспетчерськими центрами, операторами системи передачі та операторами системи розподілу електричної енергії, суб'єктами підприємницької діяльності та фізичними особами з постачання та виробництва електричної енергії на ВЕС та СЕС, а також проектними інститутами, фірмами та організаціями, що розробляють, впроваджують та експлуатують ВЕС та СЕС.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цьому стандарті враховані вимоги таких нормативних документів:

ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі.

Терміни та визначення

ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення

ДСТУ 3466-96 Якість електричної енергії. Терміни та визначення

ДСТУ 3896-2007 Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції.

Терміни та визначення понять

ДСТУ 4037-2001 Установки електричні вітрові. Загальні технічні вимоги

ДСТУ 4051-2001 Станції електричні вітрові. Загальні технічні умови

ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності

ДСТУ 8292:2015 Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Приєднання до електроенергетичної системи

ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій.

Приєднання станцій до електроенергетичної системи

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (Електрична енергія. Сумісність

технічних засобів. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення)

IEC 61400-25-2:2015 Standard | rural electrification, wind power | Wind turbines - Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models

ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

ГКД 341.003.001.001-2000 Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж. Порядок і вимоги

ГКД 341.003.001.002-2000 Правила проектування вітрових електричних станцій (зі змінами)

Правила приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджені постановою НКРЕ від 17.01.2013 № 32 (далі – Правила приєднання)

СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова

СОУ-Н 40.1.20.563:2004 Ліквідація аварій та порушень режиму на енергопідприємствах та в енергооб'єднаннях. Запобігання технологічним порушенням у електричній частині енергопідприємств і енергооб'єднань і їх ліквідація. Інструкція

СОУ-Н МЕН 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки (зі змінами)

СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище (зі змінами)

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила

СОУ-Н МПЕ 007:2008 Правила взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія "Укренерго" та суб'єктами

(об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України (зі змінами)

СОБУ МВЕ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України

Регламент Комісії (ЄС) 2016/631 від 14 квітня 2016 р., що встановлює мережевий кодекс про вимоги до приєднання генераторів до мережі

Регламент Комісії (ЄС) 2016/1388 від 17 серпня 2016 р., що встановлює мережевий кодекс із приєднання електроустановок до мереж

Регламент Комісії (ЄС) 2016/1447 від 26 серпня 2016 р., що встановлює мережевий кодекс про вимоги до приєднання до мережі систем постійного струму високої напруги (ПСВН) і приєднаних на постійному струмі модулів енергоцентру (МЕЦ)

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – К.: Міненерговугілля України, 2017.

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цьому стандарті вжито терміни та визначення понять, наведені в Законі України «Про ринок електричної енергії»: електрична енергія, електроенергетика, об'єднана енергетична система України, диспетчерське управління, оператор системи передачі, оператор системи розподілу, електроустановка, приєднання електроустановки (приєднання); у Законі України «Про альтернативні джерела енергії»: вітрова електростанція, вітрова електроустановка; у ДСТУ 3429: лінія електропередавання, повітряна лінія електропередавання, електрична мережа, електростанція, підстанція (електрична), розподільча установка; у ДСТУ EN 50160: номінальна частота, номінальна напруга, середня напруга, висока напруга; у ДСТУ 3466: якість електричної енергії, показник якості (електричної енергії); у СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101: електростанція гарантованої потужності, електростанція негарантованої потужності.

Нижче подано терміни, додатково вжиті в цьому стандарті, та визначення позначених ними понять.

3.1 електрична мережа загального призначення

Електрична мережа, призначена для транспортування електричної енергії різним споживачам (приймачам електричної енергії)

3.2 критерій надійності N-1

Вимога до стану енергосистеми (або її частини) з «N» елементів, якою забезпечується стійка її робота з відхиленням режимних параметрів не більше гранично допустимих, у разі аварійного відключення одного елемента «-1» системи (лінії, трансформатора, блока генерації, збірної шини)

3.3 перетин (в електричній мережі)

Сукупність одного чи декількох зв'язків, вимикання яких призводить до повного розділення енергосистеми на дві електрично не пов'язаної частини

3.4 системний оператор

Суб'єкт господарської діяльності, який здійснює централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління енергетичною системою країни, підтримання балансу в енергетичній системі країни та забезпечення паралельної роботи з енергетичними системами інших держав

3.5 сонячна електрична станція (фотоелектрична)

Група фотоелектричних сонячних електроустановок або окрема фотоелектрична сонячна електроустановка, устаткування і споруди, розташовані на певній території, які функціонально пов'язані між собою і становлять єдиний комплекс, призначений для виробництва електричної енергії шляхом перетворення енергії сонця в електричну енергію

3.6 точка загального приєднання

Точка електричної мережі, до якої приєднують лінію видавання потужності ВЕС та СЕС і до якої приєднані або можуть бути приєднані інші електростанції або споживачі

3.7 фотоелектрична сонячна електроустановка

Фотоелектрична установка, що перетворює енергію електромагнітного випромінювання сонця в електричну енергію шляхом використання фотоелектричних перетворювачів.

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цьому стандарті вжито такі позначки та скорочення:

- АТ - автотрансформатор;
- ВЕС - вітрова електрична станція ;
- ВОЛЗ - волоконно-оптична лінія зв'язку;
- ОДУ - оперативне диспетчерське управління;
- ОЕС - об'єднана енергетична система;
- ПЛ - повітряна лінія електропередавання;
- ПС - підстанція (електрична);
- СЕС - сонячна електрична станція (фотоелектрична);
- ТЗП - точка загального приєднання;
- ТУ - технічні умови;
- ЦДП - центральний диспетчерський пункт;
- ЦПС - центральна підстанція ВЕС або СЕС (електрична);

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Виходячи з рівня балансової та експлуатаційної надійності роботи ОЕС України вимоги цього стандарту поширюються на ВЕС та СЕС відповідно до їх загальної номінальної потужності в точці загального приєднання (ТЗП):

- вимоги до ВЕС та СЕС малої потужності від 150 кВт до 2 МВт, які можуть впливати на режим роботи локальних вузлів розподільних (місцевих) мереж середньої напруги;
- вимоги до ВЕС та СЕС середньої потужності від 2 до 25 МВт, які можуть впливати на режим роботи розподільних електричних мереж середньої та високої напруги;

- вимоги до ВЕС та СЕС значної потужності більше 25 МВт, які можуть впливати на режим роботи розподільних та магістральних електричних мереж, а також помітно впливають на баланс потужності енергосистем.

6. ВИМОГИ ДО ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

6.1 Порядок доступу та приєднання ВЕС та СЕС до електричної мережі ОЕС України

6.1.1 Технічні процедури приєднання ВЕС та СЕС до електричних мереж системи передачі та системи розподілу електроенергії здійснюється на загальних підставах в порядку, визначеному нормативними документами, які регулюють взаємовідносини Оператора системи передачі та Оператора системи розподілу з Замовником будівництва ВЕС та СЕС.

6.1.2 Приєднання ВЕС та СЕС здійснюється згідно з проектно-кошторисною документацією, яка розроблюється Замовником відповідно до умов Договору про приєднання з врахуванням технічних вимог Оператора системи передачі та/або Оператора системи розподілу електроенергії.

6.1.3 Проектно-кошторисна документація має визначати точку приєднання ВЕС та СЕС на межі технологічного з'єднання електроустановок електростанцій та системи передачі або системи розподілу електроенергії і розроблятися окремими частинами (томами) відповідно до мереж Оператора та Замовника.

6.1.4 Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів ВЕС та СЕС здійснюється відповідно до діючих нормативно-технічних документів після комплексного випробування обладнання та перевірки спільної роботи основних агрегатів та всього допоміжного обладнання під навантаженням.

6.1.5 Електроустановки зовнішнього електрозабезпечення Замовника, що збудовані, реконструйовані чи технічно переоснащені від точки забезпечення замовленої потужності до точки приєднання ВЕС та СЕС є власністю оператора системи передачі (оператора системи розподілу).

6.2 Загальні технічні вимоги до вітрових і сонячних електричних станцій, які приєднуються до Об'єднаної енергосистеми України

6.2.1 Основне обладнання. Розподільчі установки

6.2.1.1 Основне обладнання ВЕС та СЕС потужністю більшою за 150 кВт повинно відповідати загальним технічним вимогам існуючих нормативних

документів з цього питання та давати можливість залучення ВЕС та СЕС до регулювання активної потужності/частоти і реактивної потужності/напруги в ТЗП до електричної мережі енергосистеми, з метою підтримання належного рівня надійності роботи енергосистеми.

6.2.1.2 Розподільчі установки ЦПС ВЕС та СЕС, з яких здійснюється видача потужності в ТЗП електричної мережі загального призначення, зважаючи на те, що ВЕС та СЕС є електростанціями негарантованої потужності (існує можливість припинення видавання їх активної потужності в мережу: для ВЕС при швидкості вітру $< 3\text{--}5$ м/с, а для СЕС при сонячній радіації < 200 Вт·м²), допустимо, за наявності техніко-економічного обґрунтування, виконувати за схемою блока або кількох блоків (трансформатор – лінія) видачі потужності на одну ПЛ (див. додаток А).

6.2.1.3 Видавання потужності ВЕС або СЕС двома лініями зв'язку можливо у разі приєднання електростанцій в розріз лінії електропередачі мережі загального призначення (п. 6.2.2.4.), в цьому випадку ЦПС ВЕС або СЕС додатково до функції видачі потужності набуває функції забезпечення транзиту потужності в електричній мережі. Для виконання таких функцій в розподільчому пристрої ЦПС електростанцій на стороні приєднання утворюють схему містка з вимикачем та ремонтною перемичкою для можливості секціонування транзитної ПЛ та по одному вимикачу з боку кожного трансформатора (групи трансформаторів).

6.2.1.4 До ЦПС ВЕС та СЕС приєднують лише лінії видавання потужності, лінії внутрішньої електричної мережі та лінії резервного живлення власних потреб електростанцій. Приєднання ліній іншого призначення вимагає окремого обґрунтування та узгодження з оператором системи розподілу (передачі).

6.2.1.5 Якщо напруга внутрішньої мережі електростанції та напруга приєднання однакові, на розподільчій установці ЦПС встановлюють вимикач з боку лінії видавання потужності.

6.2.1.6 Спрощені зображення електричних з'єднань основних елементів у блокових схемах розподільчих установок ЦПС наведено на рис. А.1, А.2 додатку А.

6.2.2 Схеми приєднання

6.2.2.1 Приєднання ВЕС та СЕС до електричних мереж загального призначення необхідно виконувати на основі проектною документації виконаної у відповідності до СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101 та виданих ТУ на їх приєднання.

6.2.2.2 Схеми приєднання ВЕС та СЕС повинні визначатися на стадії видачі ТУ у відповідності з «Правилами приєднання» з врахуванням встановленої потужності електростанцій та напруги приєднання до мережі та затверджуватися:

- для електростанцій потужністю від 150 кВт до 2 МВт - оператором системи передачі або оператором системи розподілу;
- для електростанцій потужністю понад 2 МВт - оператором системи передачі або оператором системи розподілу електроенергії за попереднім узгодженням з системним оператором;
- для електростанцій, що приєднанні до магістральної електричної мережі, а також електростанцій потужністю понад 25 МВт, незалежно від напруги приєднання - системним оператором.

6.2.2.3 Напругу та спосіб приєднання лінії видавання потужності ВЕС та СЕС визначають залежно від необхідної пропускної спроможності та параметрів окремих елементів електричної мережі, прилеглої до ТЗП, виходячи із наступних вимог:

- забезпечення видачі повної потужності електростанції в нормальній схемі електричної мережі, прилеглої до ТЗП;
- при нормативних аварійних відключеннях, за відсутності дії протиаварійної автоматики, не повинні перевантажуватися елементи електричної мережі, прилеглої до ТЗП, які призначені для видачі потужності електростанцій встановленою потужністю більше 2 МВт;
- в ремонтних схемах, відключення окремих елементів в контрольованих перетинах мережі загального призначення, прилеглої до енерговузла в якому працює електростанція (або група електростанцій), допустимо обмеження видачі сумарної потужності групи електростанцій в межах цього енерговузла на величину до 100 МВт, але не більше 50% від встановленої сумарної потужності електростанцій енерговузла*;

***Примітка.** При визначенні ТЗП декількох електростанцій або збільшенні кількості ВЕС та СЕС, що приєднуються до вже існуючої ТЗП, спосіб та величина їх сумарного розвантаження повинен бути прописаний в нових Положеннях про взаємовідносини між об'єктами генерації та операторами мереж, шляхом оновлення діючих Положень;

- схема приєднання не повинна вимагати додаткової реконструкції електричних мереж (окрім тієї, яка необхідна для видавання потужності ВЕС та СЕС);

- приєднання генеруючих установок до електричних мереж не має призводити до порушення нормативних вимог щодо надійності електропостачання та якості електричної енергії;

- ВЕС та СЕС, встановленою потужністю 200 МВт і вище мають приєднуватися до електричних мереж з дотриманням критерію надійності роботи прилеглої мережі (N-1).

6.2.2.4 При визначені ТЗП ВЕС та СЕС до електричною мережі необхідно виходити з того, що такою точкою може бути:

- місце відгалуження на ПЛ, за умови, що на ПЛ відсутні інші відгалуження. ТЗП має задовольняти вимоги, що містяться в п.13.5 та п.13.7 СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101;

- розподільчий пристрій підстанції або електростанції гарантованої потужності, за умов достатньої пропускної спроможності їх зв'язку з мережею, враховуючи додаткову потужність приєднаних ВЕС та СЕС.

- місце розрізу ПЛ у разі спорудження заходів вказаної лінії на ЦПС електростанцій, якщо вони не перевищують 10 км, а загальна довжина ЛЕП повинна задовольняти вимоги п.13.5 та п.13.7 СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101.

6.2.2.5 Виходячи з доцільності використання простих схем приєднання, бажано, щоб ВЕС та СЕС мали одну ТЗП. Однак залежно від потужності електростанцій, їх компонування, схеми внутрішньої мережі та черг їх розвитку можливе приєднання електростанцій до кількох ТЗП. Для такого приєднання електрична схема ВЕС та СЕС може складатися з кількох електрично незалежних частин, кожна з яких приєднується до окремої ТЗП, можливо і в мережах різної напруги.

6.2.3 Релейний захист і автоматика

6.2.3.1 Вибираючи пристрої релейного захисту лінійних апаратів, за їх основні параметри необхідно брати параметри, що відповідають максимальному значенню потужності ВЕС та СЕС. Уставки пристроїв релейного захисту і протиаварійної автоматики* вибираються на основі розрахунку та проведення аналізу відповідності існуючих пристроїв прилеглої мережі новим режимам роботи мережі пов'язаним з приєднанням генерованої потужності.

6.2.3.2 Лінії 35-110-150 кВ видавання потужності ВЕС та СЕС, що підключаються до розподільчих пристроїв ПС електричної мережі загального призначення або електростанцій гарантованої потужності, мають бути обладнані з двох боків, а лінії, підключені відгалуженням до ліній з двобічним живленням, мають бути обладнані з трьох боків приладами релейного захисту*, а саме:

- диференційно-фазним захистом з ВЧ-каналами зв'язку або диференційним захистом на коротких лініях з організацією каналів зв'язку по ВОЛЗ;

– резервним захистом від усіх видів коротких замикань, що забезпечують надійне ближнє й дальнє резервування.

***Примітка.** Всі пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики має бути виконано на мікропроцесорній основі. Необхідність встановлення основного захисту з абсолютною селективністю (диференційно-фазного з ВЧ-каналами зв'язку, або диференційного з організацією каналів по ВОЛЗ) визначається розрахунками (ПУЕ, п.3.2.124).

Трансформатори зі стороною високої напруги 110 (154) кВ, через які здійснюється видавання потужності ВЕС, СЕС мають бути обладнані захистами від підживлення струмами короткого замикання в мережі 110 (154) кВ з боку генерації.

6.2.3.3 У схемах з підключенням ВЕС або СЕС через відгалуження до лінії з двобічним живленням має бути забезпечено сталу роботу приладів релейного захисту в багаторазово-змінному режимі генерації і споживання електроенергії по відгалуженню до електростанції.

6.2.3.4 У разі технічної необхідності, в системах автоматизованого управління технологічними процесами ВЕС та СЕС, необхідно передбачати функцію реалізації автоматичної зміни уставок пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики на обох кінцях ПЛ, що відходять від електростанцій, в залежності від потужності електростанцій.

6.2.3.5 До режиму роботи ВЕС та СЕС, що приєднанні до електричної мережі загального призначення, існує ряд вимог, які регламентують умови вибору алгоритму і уставок спрацювання станційного та системного захисту обладнання, таких як:

а) рівні напруги на шинах ЦПС ВЕС та СЕС повинні підтримуватися в межах $\pm 10\% U_{ном}$, в нормальних та ремонтних схемах мережі прилеглої до ТЗП;

б) ВЕС та СЕС не повинна відключатися від мережі дією власних захистів та автоматики, у разі відхилення напруги в ТЗП на $\pm 10\% U_{ном}$;

в) системи захисту і автоматики обладнання електричної мережі в ТЗП, а також системи захисту обладнання ВЕС і СЕС, та вхідні данні для розрахунків, що визначають алгоритми і умови роботи таких автоматичних систем повинні відповідати вимогам:

- ПУЕ, чинних експлуатаційних норм і правил з захисту обладнання магістральних та розподільних мереж;

- інструкцій виробників обладнання електростанцій для станційного обладнання ВЕС і СЕС;

- взаємного узгодження обох систем захисту (системної і станційної), з метою виключення ризику порушення надійної роботи магістральної або розподільної мережі у разі виникнення аварійного режиму на ВЕС або СЕС (надійна робота магістральних і розподільних мереж має пріоритетний характер).

Вимоги щодо уставок спрацювання та алгоритму систем захисту обладнання ВЕС і СЕС наведені в таблицях 6.1- 6.2.

Таблиця 6.1 - Уставки для систем захисту ВЕС і СЕС потужністю менше 25 МВт

Функція захисту	Символ	Уставка		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 2)	U>>>	$1,20 \cdot U_n$	B	5...100	мс
Перенапруга (крок 1)	U>>	$1,10 \cdot U_n$	B	200	мс
Зменшення напруги (крок1)	U<	$0,9 \cdot U_n$	B	10...60	с
Підвищення частоти	f>	52	Гц	200	мс
Зменшення частоти	f<	47	Гц	200	мс

Таблиця 6.2 - Уставки для систем захисту ВЕС і СЕС потужністю понад 25 МВт

Функція захисту	Символ	Уставка		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 3)	U>>>	$1,20 \cdot U_n$	B	5...100	мс
Перенапруга (крок 2)	U>>	$1,15 \cdot U_n$	B	200	мс
Перенапруга (крок 1)	U>	$1,10 \cdot U_n$	B	60	с
Зменшення напруги (крок1)	U<	$0,9 \cdot U_n$	B	10...60	с
Підвищення частоти	f>	52	Гц	200	мс
Зменшення частоти	f<	47	Гц	200	мс

6.2.4 Організація зв'язку та передавання інформації

6.2.4.1 Всі ВЕС та СЕС потужністю більше 150 кВт, що приєднані до електричних мереж, незалежно від їхньої відомчої належності та форм власності, відносяться до сфери оперативного диспетчерського управління режимами в електричній мережі загального призначення.

Система оперативного підпорядкування кожної ВЕС або СЕС підлягає уточненню під час одержання технічних умов на їх приєднання до електричних мереж у відповідності з п. 6.2.2.2.

6.2.4.2 Всі ВЕС та СЕС потужністю 150 кВт та більше, що приєднані до електричних мереж загального призначення, повинні мати засоби зв'язку для обміну оперативною і технологічною, в т. ч. телеметричною інформацією з ЦДП системи розподілу або системи передачі електроенергії, а електростанції потужністю 2 МВт і більше повинні мати додаткову можливість їх дистанційного керування активною та реактивною потужністю з ЦДП систем передачі або розподілу електроенергії, якому вони підпорядковані.

Види зв'язку (телефон, радіотелефон, технологічний високочастотний канал тощо) та обсяг необхідної інформації визначають під час конкретного проектування об'єкта відповідно до вимог ТУ на приєднання електростанції.

Передачу телеметричної інформації на вищі рівні оперативно-диспетчерського управління забезпечує власник ВЕС та СЕС.

6.2.4.3 Системи передавання інформації від ВЕС та СЕС мають відповідати вимогам оперативності (швидкодії), надійності та якості її передачі.

Організацію каналів зв'язку електростанцій потрібно виконувати забезпечуючи:

- високу швидкодію та надійність їх функціонування;
- врахування наявних каналів між енергооб'єктами, за максимального використання їх можливостей в частині досягнення швидкодії і достовірності передавання інформації;
- застосування цифрової апаратури, яка працює по оптичних каналах зв'язку;
- захист від несанкціонованого доступу та інформаційної безпеки передачі та зберігання даних, включаючи повний антивірусний захист.

6.2.4.4 Електроживлення засобів диспетчерського управління на ВЕС та СЕС має виконуватися відповідно до п.1.2.18 ПУЕ для I категорії електроспоживачів.

6.2.4.5 На ВЕС та СЕС потужністю 25 МВт і більше потрібно проводити реєстрацію коротких замикань (аварій) в електричних мережах загального призначення з використанням електронного обладнання, що фіксує на шинах вищої напруги ЦПС з позначкою часу:

- струм в кожній фазі;
- активну потужність;
- реактивну потужність;
- частоту,

а також дискретні сигнали з пристроїв релейного захисту, протиаварійної та технологічної автоматики електростанції.

6.2.4.6 Об'єм інформації з пристроїв реєстрації аварійних подій має узгоджуватися системним оператором протягом введення електростанції в експлуатацію.

6.2.4.7 Дані реєстрації повинні зберігатися принаймні протягом трьох місяців після виникнення аварійної ситуації.

6.3 Забезпечення показників якості електричної енергії

6.3.1 Показники якості електричної енергії, що виробляється ВЕС та СЕС в точці загального приєднання, мають відповідати вимогам до якості електроенергії згідно з ГОСТ 13109.

6.3.2 Власник електричних мереж погоджує розрахунки гранично допустимих показників якості електроенергії в точці загального приєднання ВЕС та СЕС.

6.3.3 Власник ВЕС та СЕС має гарантувати, що станцію спроектовано, побудовано й налаштовано так, що визначених граничних показників якості електроенергії в точці загального приєднання може бути досягнуто без додаткової реконструкції електричних мереж загального призначення (окрім тієї, яка необхідна для видавання потужності електростанцій).

6.3.4 За необхідності, ВЕС та СЕС має бути оснащена відповідними швидкодіючими засобами компенсації реактивної потужності з фільтрами вищих гармонік. Відповідність обладнання електростанцій вимогам щодо якості електричної енергії має бути підтверджена моделюванням та/або експериментально.

6.3.5 Засоби вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії, виробленої ВЕС та СЕС необхідно встановлювати у відповідності з проектними рішеннями на межі балансової належності обладнання в ТЗП.

Власник ВЕС та СЕС повинен забезпечувати постійний автоматизований контроль та зберігання інформації щодо показників якості виробленої на електростанціях електроенергії та передачу результатів моніторингу на диспетчерський пункт власнику електричних мереж до яких приєднано електростанцію.

6.3.6 У разі, якщо вимоги до певних показників якості електроенергії не визначено у відповідності з п. 6.3.1, рекомендовано використовувати вимоги та методи обчислень згідно з ДСТУ EN 50160.

6.4 Управління та моніторинг

6.4.1 Загальні вимоги

6.4.1.1 ВЕС та СЕС повинна мати можливість приймати участь у роботі ОЕС України як об'єкт протиаварійного управління, відповідаючи наступним вимогам:

- всі функції систем управління, повинні належати до точки контролю на ЦПС електростанції, якою може бути:

- місце з'єднання лінії видавання потужності з внутрішньою мережею електростанції, якщо напруга приєднання та внутрішньої мережі однакові;

- місце з'єднання лінії видавання потужності електростанції з боку вищої напруги трансформатора (АТ) ЦПС або з іншого боку лінії, в залежності від балансової належності обладнання;

- місце приєднання внутрішньої мережі до трансформатора (АТ) ЦПС електростанції з низької сторони;

- на електростанціях має бути передбачена можливість активації/деактивації всіх функцій управління, за допомогою зовнішніх сигналів, у відповідності з п. 6.2.4;

- всі функції управління електростанцією та їх налаштування узгоджуються з оператором системи передачі та оператором системи розподілу електроенергії до якої приєднано електростанцію.

6.4.1.2 Втручання диспетчерського персоналу електричних мереж у процес видачі потужності ВЕС та СЕС дозволяється лише у випадках, коли існує загроза надійності роботи електричних мереж загального призначення, зокрема, щодо виводу в ремонт обладнання електричних мереж, балансу потужності в ОЕС України або при значеннях транзитних перетоків або напруги більше максимальних тривало допустимих значень. Таке втручання є крайнім заходом і має застосовуватися, лише коли всі інші можливості вичерпані. Будь-яке втручання повинно документуватися і має бути обґрунтоване.

6.4.1.3 Вимоги щодо керування та моніторингу режимами роботи ВЕС та СЕС, включаючи вимоги до алгоритму та уставкам спрацювання автоматики відділення електростанцій на автономний режим роботи (для яких це можливо) для забезпечення власних потреб при порушеннях режиму в ОЕС України, а також можливість ручної та/або автоматичної синхронізації електростанцій з ОЕС України, мають узгоджуватися оператором системи передачі та/або системи розподілу електроенергії в електричних мереж на етапах видачі ТУ та приєднання ВЕС та СЕС до електричної мережі загального призначення.

6.4.1.4 ВЕС та СЕС повинна витримувати відхилення частоти і напруги в ТЗП в нормальних та аварійних умовах експлуатації енергосистеми з мінімально можливим зниженням своєї генеруючої потужності.

6.4.1.5 Областю нормальних умов експлуатації ВЕС та СЕС є робоча напруга в ТЗП в межах, визначених таблицею 6.3, а частота в діапазоні від 49.6 Гц до 50.2 Гц.

Таблиця 6.3 - Номінальне, мінімальне і максимальне експлуатаційне значення напруги в точці загального приєднання ВЕС і СЕС до мережі

Класифікація Номінальна напруга, Un (кВ)		Мінімальна напруга, Umin (кВ)	Максимальна Напруга, Umax (кВ)
Висока напруга (ВН)	330	Встановлюється системним опера- тором з умов стійкості роботи енергосистеми	363
	220		252
	150	138,6	169,4
	110	99	126
	35	31,5	38,5
Середня напруга (СН)	20	18	22,2
	10	9	11
	6	5,4	6,6
Низька напруга (НН)	0,38	0,34	0,42

6.4.1.6 ВЕС та СЕС в аварійних умовах повинні бути в змозі короткочасно витримувати рівень напруги та частоти, в межах захисних функцій, зазначених у таблицях 6.1 та 6.2.

6.4.1.7 Загальні вимоги до генерації активної потужності в залежності від частоти і напруги ВЕС та СЕС номінальною потужністю 150 кВт і більше, наведені на рисунку 6.1.

Напруга точки приєднання

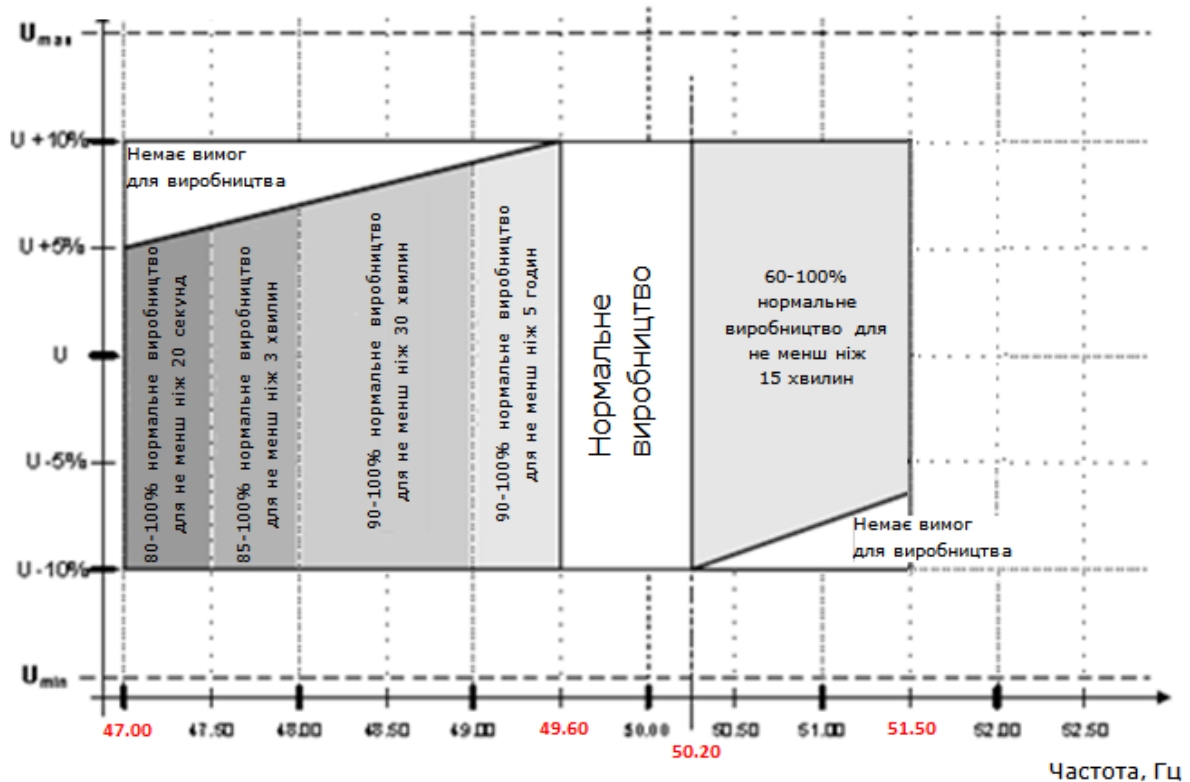
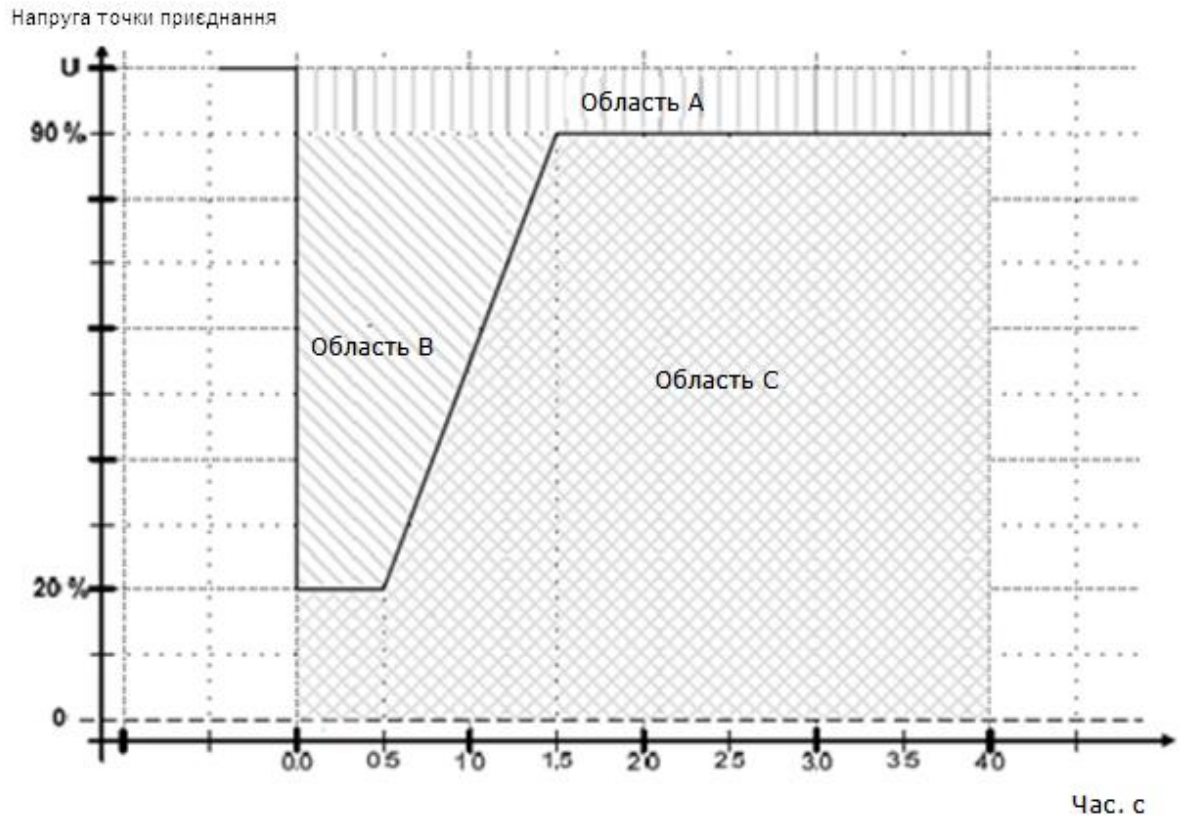


Рисунок 6.1 - Вимоги до генерації активної потужності в залежності від частоти і напруги ВЕС та СЕС потужністю 150 кВт і більше

6.4.1.8 ВЕС та СЕС потужністю більше 2 МВт, додатково до вимог п. 6.4.1.7, повинна відповідати наступним вимогам щодо режиму її роботи:

- мати функцію регулювання активної потужності, яка б дозволяла оперативному персоналу ЦДП системи передачі та/або розподілу електричної енергії в мережі загального призначення управляти активною потужністю, яка видається до цієї мережі. (п. 6.4.5.3);

- витримувати короточасне падіння напруги до 20% $U_{ном}$ в точці загального приєднання без відключення чи зниження потужності генерації за вимогами (зонами), наведеними на рисунку 6.2.



- **Область А:** ВЕС та СЕС повинна залишатися приєднаною до мережі й забезпечити нормальну генерацію
- **Область В:** ВЕС та СЕС повинна залишатися приєднаною до мережі та забезпечувати максимальну підтримку рівня напруги за рахунок регульованого виробітку реактивної потужності з метою сприяння стабілізації напруги у проектних границях.
- **Область С:** Дозволено відключення ВЕС та СЕС.

Рисунок 6.2 - Вимоги щодо припустимого падіння напруги для електростанцій з видачою потужності понад 2 МВт

Вимоги мають виконуватися у випадках як симетричних, так і несиметричних коротких замикань, тобто ці вимоги застосовуються у випадку замикання у одній, двох або трьох фазах, при цьому:

- електростанція повинна працювати при спадах напруги відповідно до рисунку 6.2 та генерувати реактивну потужність відповідно до рисунку 6.3 без відключення від мережі чи зниження генерації;
- відновлювати нормальну потужність генерації не пізніше ніж через 5 с після того, як режимні параметри в точці загального приєднання повернуться до нормальних значень (п. 6.4.1.5).

Оскільки режимні параметри можуть знаходитися у області В, вітрова або фотоелектрична електростанція повинна мати відповідні засоби регулювання, аби управляти виробітком реактивної потужності, як показано на рис. 6.3.

Регулювання має здійснюватися відповідно до рис. 6.3, при цьому після 100 мс реактивна потужність повинна відповідати контрольним характеристикам з точністю $\pm 20\%$.

В області Б генерація реактивної потужності є пріоритетною, в той час, як генерація активної потужності має другорядне значення (допускається зниження генерації активної потужності для дотримання вимог генерації реактивної потужності).

По можливості генерація активної потужності не повинна зменшуватись під час падіння напруги, однак вимушені зниження генерації активної потужності, які відповідають проектній документації електростанцій в такому випадку є прийнятними.

Напруга точки приєднання

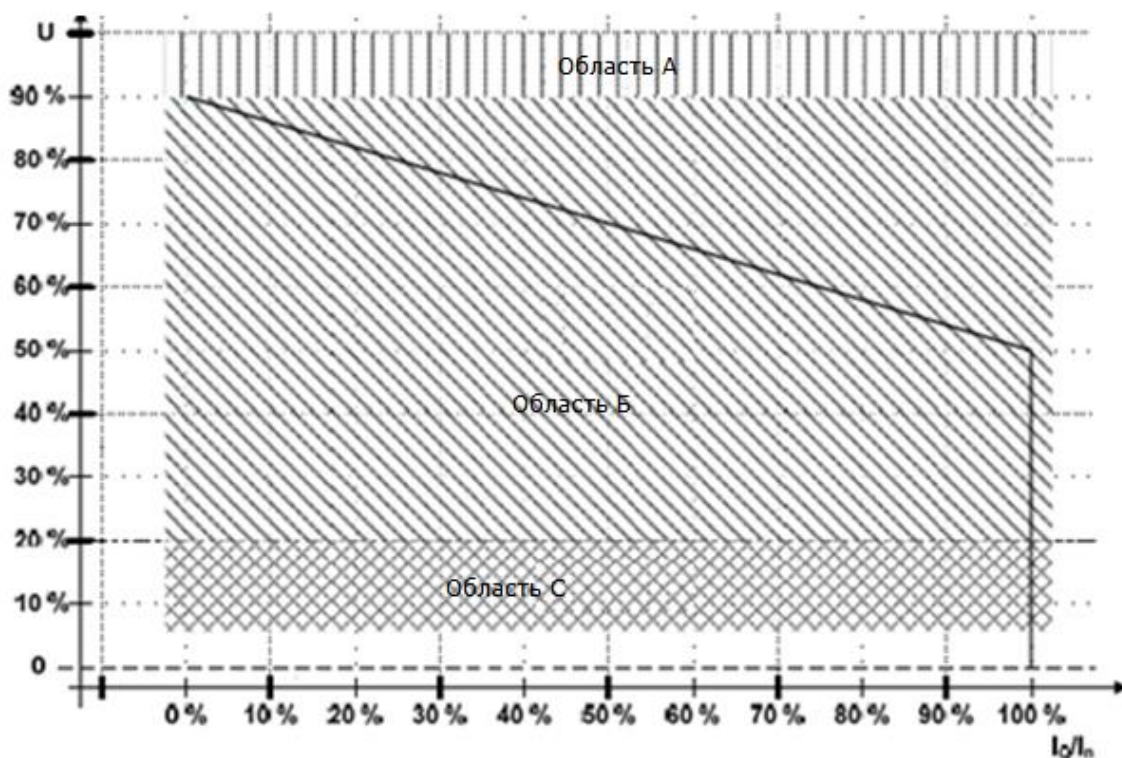


Рис. 6.3 - Вимоги щодо генерації реактивної потужності (залежність реактивного струму I_Q від повного струму I_n) під час падіння напруги для електростанцій потужністю більше 2 МВт

6.4.1.9 ВЕС та СЕС повинна автоматично підключатися до електричної мережі загального призначення, після відключення через аварійні ситуації в мережі, не раніше 3 хвилин, якщо напруга та частота повернулися в діапазон нормальних умов експлуатації (п. 6.4.1.5).

6.4.2 Функції управління вітрових та сонячних електричних станцій

6.4.2.1 ВЕС та СЕС повинні видавати потужність до мережі загального призначення у пріоритетному порядку. Втручання диспетчерів у видачу потужності від ВЕС і СЕС дозволяється лише у випадку існування реальної або передбачуваної загрози надійності електромереж. Однак навіть у цих випадках до цього засобу управління можна вдаватися, лише коли усі інші можливості вичерпані.

Передбачаються такі види загрози:

- неприпустимі величини напруги;
- неприпустимі величини частоти;
- потоки потужності, що можуть привести до неприпустимого навантаження обладнання електростанції і електромереж (ремонтні схеми мережі або відключення ВЛ засобами автоматики).

6.4.2.2 Основні технічні вимоги до регулювання потужності ВЕС та СЕС в залежності від напруги та потужності ВЕС та/або СЕС в ТЗП наведено в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 - Основні технічні вимоги до регулювання потужності ВЕС та СЕС

Рівень напруги / Номінальна видача потужності	Спосіб регулювання активної потужності	Спосіб регулювання реактивної потужності	Спосіб регулювання активної потужності/частоти
0,4 кВ < 150 кВт	Відсутнє або дистанційне радіокерування	cos φ (Автоматичне підтримання)	Автоматичне зниження потуж- ності за частоти понад 50,2 Гц
10 кВ < 2 МВт	Відсутнє або дистанційне радіокерування	cos φ (Автоматичне підтримання)	Автоматичне зниження потуж- ності за частоти понад 50,2 Гц
35 кВ < 2 МВт	Відсутнє або дистанційне радіокерування	cos φ (Автоматичне підтримання)	Автоматичне зниження потуж- ності за частоти понад 50,2 Гц
35-110 кВ > 2 МВт < 25 МВт	Дистанційне керування з диспетчерського центру мережі спільно з оператором системи передачі	Дистанційне керування з диспетчерського центру мережі спільно з оператором системи передачі	Дистанційне керування з диспетчерського центру мережі спільно з оператором системи передачі
≥ 25 МВт Незалежно від напруги приєднання	Дистанційне керування оператором системи передачі	Дистанційне керування оператором системи передачі	Дистанційне керування оператором системи передачі

Примітка. Дистанційне керування оператором системи передачі здійснюється, у разі відсутності оперативного персоналу на електростанціях. При наявності зазначеного оперативного персоналу, регулювання активної та реактивної потужності здійснюється оператором системи передачі через оперативний персонал електростанцій на підставі договору про паралельну роботу.

6.4.2.3 ВЕС та СЕС потужністю більше 2 МВт повинні бути оснащені функціями управління відповідно до таблиці 6.5. Таблиця вказує мінімальні вимоги, які диференційовані на основі повної номінальної потужності ВЕС та/або СЕС в точці загального приєднання. Специфікації та задані функції управління повинні відповідати міжнародному стандарту IEC 61400-25-2.

Таблиця 6.5 - Функції управління для ВЕС та СЕС

Функції управління	2 МВт < P < 25 МВт	P > 25 МВт
Регулювання частоти (п. 6.4.5) *	-	X
Абсолютне обмеження генерації (п. 6.4.3.4.1)	X	X
Дельта-обмеження генерації (п. 6.4.3.4.2)	-	X
Обмеження градієнту потужності (п. 6.4.3.4.3)	X	X
Системний захист (п. 6.4.6.2)	X	X
Регулювання реактивної потужності (п. 6.4.4)	X	X
Регулювання коефіцієнту потужності (п. 6.4.4.4)	X	X
Регулювання напруги (п. 6.4.4.8) *	X	X

*Примітка. ВЕС та СЕС повинна виконувати регулювання частоти та регулювання напруги на основі договору про паралельну роботу з власником електричних мереж та/або системним оператором.

6.4.3 Вимоги щодо регулювання активної потужності

6.4.3.1 Вимоги до оперативного управління та налаштування системи автоматичного управління активною потужністю ВЕС та СЕС визначаються власником мереж та системним оператором в ТУ на приєднання електростанцій до електричної мережі.

6.4.3.2 Усі ВЕС та СЕС потужністю 2 МВт і більше повинні мати функцію регулювання активної потужності, що дозволяла б за командами з ЦДП системи розподілу або системи передачі електричної енергії в мережі загального призначення управляти активною потужністю, з заданим градієнтом обмеження максимальної швидкості її зниження, який, як правило, це - 10% Рн/в хвилину.

6.4.3.3 ВЕС та СЕС потужністю менш ніж 2 МВт, для яких відсутня можливість управління потужністю за командами ЦДП повинні бути оснащені автоматичним регулюючим пристроєм, що спрацьовує на зниження активної потужності у разі підвищення частоти до заздалегідь заданої уставки. Рекомендується застосовувати автоматичний регулюючий пристрій, встановлений на значення частоти 50,2 Гц (або вище за рішенням ЦДП), який знижує поточну активну потужність, в залежності від поточної частоти відповідно до запрограмованого градієнта потужності (п. 6.4.3.4.3), а при поверненні частоти нижче уставки спрацювання, повертає потужність до вихідного значення.

6.4.3.4 ВЕС або СЕС потужністю 25 МВт і більше має бути оснащена автоматичною системою регулювання активної потужності, яка б дозволяла дистанційно з ЦДП регулювати активну потужність електростанції та мала у своєму складі функції обмеження генерації, які використовуються для збалансування енергосистеми у разі виникнення аварійного надлишку активної потужності (підвищення частоти), для уникнення порушення умов паралельної роботи з енергосистемами сусідніх держав (ENTSO-E) чи перевантаження в електричній мережі загального призначення у зв'язку зі зміною топології мережі під час аварійних ситуацій. До таких функцій обмеження генерації ВЕС та СЕС відносяться:

6.4.3.4.1 Абсолютне обмеження генерації - обмеження активної потужності електростанцій до наперед визначеного ліміту потужності (уставки) в ТЗП для захисту мережі загального призначення від перевантажень.

6.4.3.4.2 Дельта обмеження генерації - резерв активної потужності електростанцій, що створюється для регулювання частоти та задається уставкою в % від можливої генерації електростанцій.

6.4.3.4.3 Обмеження градієнту потужності - обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може змінюватися у разі зміни:

- швидкості вітру для ВЕС;
- інтенсивності сонячного випромінювання для СЕС;
- уставок регулювання потужності ВЕС та СЕС.

Обмеження градієнту потужності використовується в загальносистемних цілях для запобігання виникнення небезпечних для енергосистеми небалансів потужності.

При зміні уставок за функціоналами, наведеними в п.п. 6.4.3.4.1, 6.4.3.4.2 та 6.4.3.4.3, похибка регулювання активної потужності не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ від номінальної потужності електростанцій, в залежності від того, який з критеріїв є більш жорстким.

Функції обмеження активної потужності проілюстровані на рисунку 6. 4.



Рисунок 6.4 - Функції обмеження активної потужності

6.4.3.5 ВЕС та СЕС потужністю від 150 кВт до 2 МВт, окрім дотримання загальних вимог (п.6.4.1) та вимог до нормального режиму роботи (п.6.4.1.5), повинна мати реалізованою можливість отримання зовнішнього старт-сигналу та зовнішнього стоп-сигналу через термінал або команди відповідно до специфікацій п. 6.2.4.

6.4.3.6 ВЕС та СЕС потужністю від 2 до 25 МВт, окрім дотримання загальних вимог (п. 6.4.1) та вимог до нормального режиму роботи (п. 6.4.1.5), повинна:

- оснащатися функціями управління відповідно до таблиці 6.4, з можливістю отримання через термінал або команди зовнішніх «старт» та «стоп» сигналів для активації або дезактивації функцій, відповідно до специфікацій п. 6.2.4;

- мати можливість постійного низхідного управління активною потужністю генерації електростанції принаймні від 100% до 40% номінальної потужності, з можливістю подальшого відключення окремих генеруючих модулів при досягненні мінімальної потужності.

6.4.3.7 ВЕС потужністю від 2 до 25 МВт повинна залишатись підключеною до електричних мереж загального призначення при середній швидкості вітру меншій, ніж швидкість вітру відключення ВЕС. Швидкість вітру, при якій електростанцій відключається, повинна бути як мінімум 25 м/с, що

визначається вимірюванням та усередненням швидкості вітру протягом 10 хвилин. Для запобігання порушення стійкості електричних мереж загального призначення, вітрова електростанція повинна бути оснащена функцією управління, що дозволить уникати тимчасових перебоїв генерації при швидкостях вітру, близьких до швидкості відключення.

Низхідне управління вітрових електростанцій може бути реалізовано як неперервне так і дискретне. Розмір кроку при дискретному управлінні не повинен перевищувати 25% номінальної потужності у межах окресленої ділянки відповідно до рисунку 6.5. Під час низхідного управління дозволяється відключення окремих вітроелектричних установок. Діапазон низхідного управління повинен бути погоджений власником електричних мереж (оператором системи розподілу або системи передачі) та системним оператором до введення вітрової електростанції в експлуатацію.

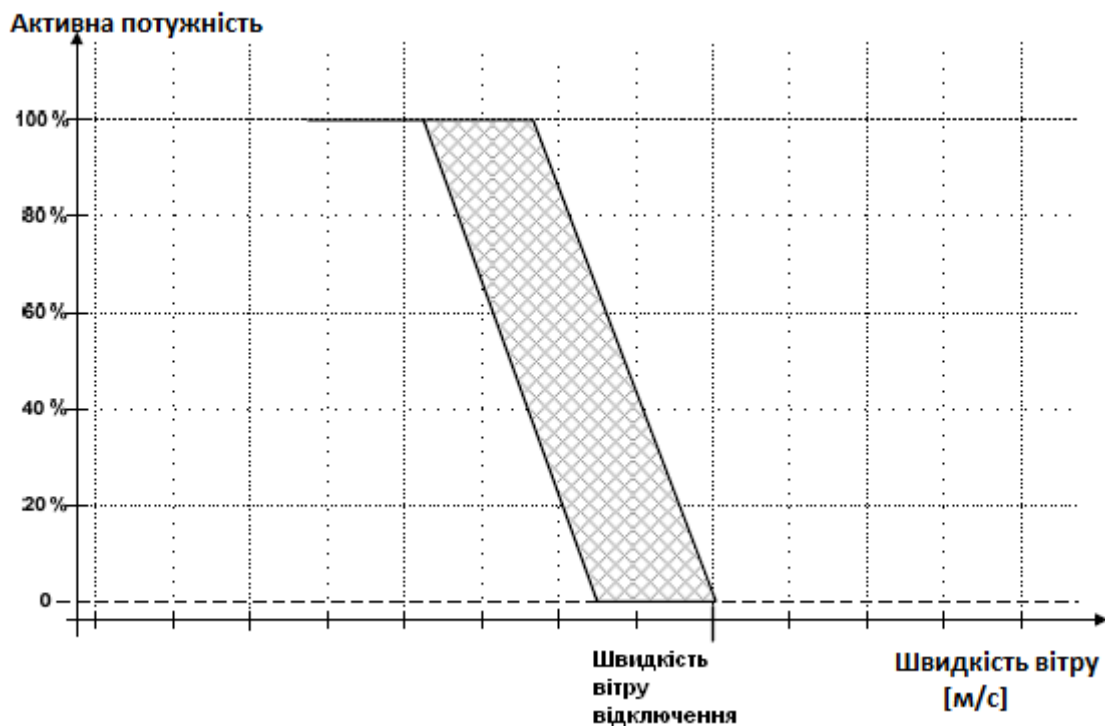


Рисунок 6.5 - Низхідне управління активною потужністю ВЕС при високих швидкостях вітру

6.4.3.8 На ВЕС та СЕС потужністю більше 25 МВт, окрім дотримання вимог відповідно п. 6.4.3.6, потрібно передбачити можливість постійного низхідного управління активною потужністю в діапазоні від 100% до 20% номінальної потужності.

6.4.4 Вимоги щодо регулювання реактивної потужності та напруги

6.4.4.1 ВЕС та СЕС має бути оснащена функціями регулювання реактивної потужності, здатними регулювати реактивну потужність електростанції в точці загального приєднання, а також функціями регулювання напруги, здатними регулювати напругу в точці загального приєднання з використанням уставок та градієнтів.

Функція регулювання реактивної потужності та функція регулювання напруги взаємовиключні, що означає, що тільки одна із функцій може бути активною в певний момент часу.

6.4.4.2 Поточні уставки параметрів для регулювання реактивної потужності та напруги ВЕС та СЕС повинні бути визначені перед введенням їх в експлуатацію оператором системи розподілу або системи передачі електричної енергії в мережі загального призначення до якої приєднана електростанція.

6.4.4.3 Регулювання реактивної потужності ВЕС та СЕС – це функція, яка дозволяє керувати реактивною потужністю незалежно від активної потужності в точці загального приєднання. Ця функція проілюстрована на рисунку 6.6 у вигляді вертикальної лінії. ВЕС та СЕС повинна мати можливість фіксувати уставки реактивної потужності з точністю 1 квар.

Похибка регулювання заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної потужності, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

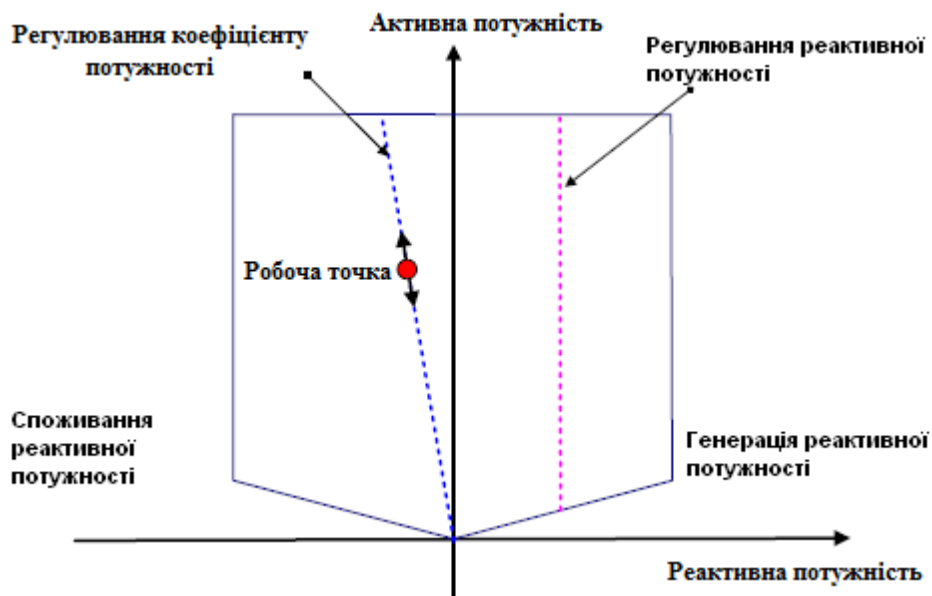


Рисунок 6.6 - Функція регулювання реактивної потужності для електростанції

6.4.4.4 Регулювання коефіцієнту потужності ($\cos \varphi$) ВЕС та СЕС – це функція управління реактивною потужністю пропорційно до активної потужності в точці загального приєднання, що проілюстровано на рисунку 6.6 у вигляді лінії з постійним градієнтом.

У діапазоні частот 49,6 – 50,2 Гц реактивна потужність ВЕС та СЕС повинна знаходитися у діапазоні значень $\cos \varphi^*$:

- від 0,995 (індуктивне перезбудження) до 0,995 (ємнісне недозбудження) для електростанцій потужністю від 150 кВт до 2 МВт (рисунок 6.7)
- від 0,975 (індуктивне перезбудження) до 0,975 (ємнісне недозбудження) для електростанцій потужністю від 2 МВт до 25 МВт (рисунок 6.8);
- від 0,95 (індуктивне перезбудження) до 0,95 (ємнісне недозбудження) для електростанцій потужністю понад 25 МВт (рисунок 6.9).

***Примітка.** Між власником ВЕС або СЕС та оператором системи передачі може бути укладений договір про більш вузький діапазон регулювання коефіцієнту потужності, якщо це не погрожує безпеці магістральних електромереж.

ВЕС та СЕС потужністю більше 25 МВт повинні мати можливість фіксувати уставки коефіцієнту потужності з точністю 0,005, а похибка регулювання заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної потужності, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

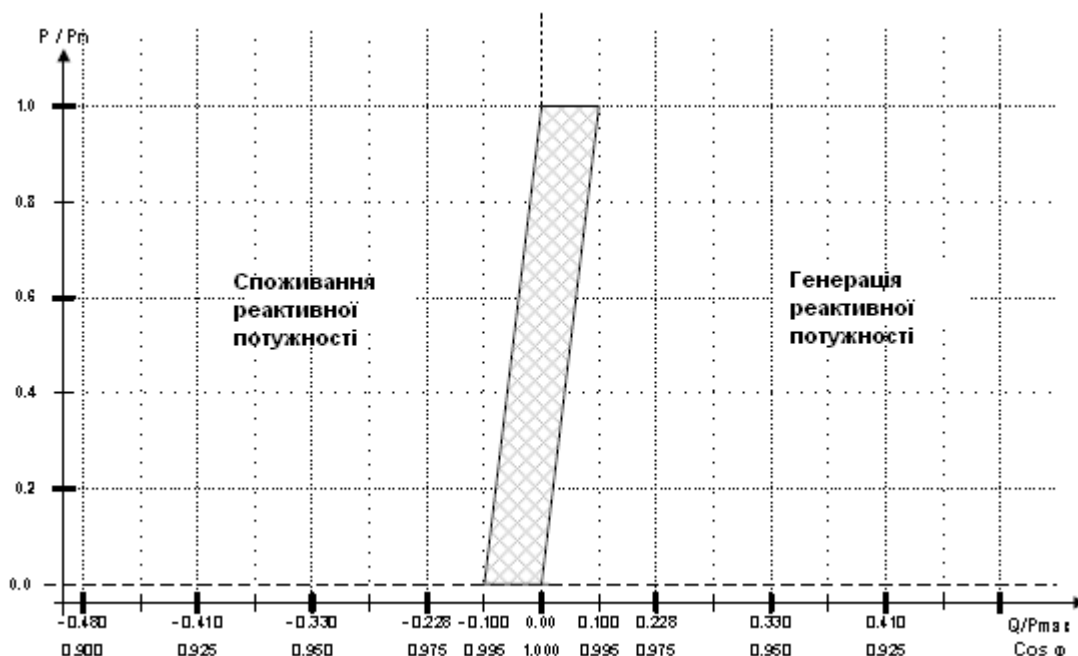


Рис.6.7 - Вимоги щодо регулювання реактивної потужності електростанцій потужністю від 150 кВт до 2 МВт

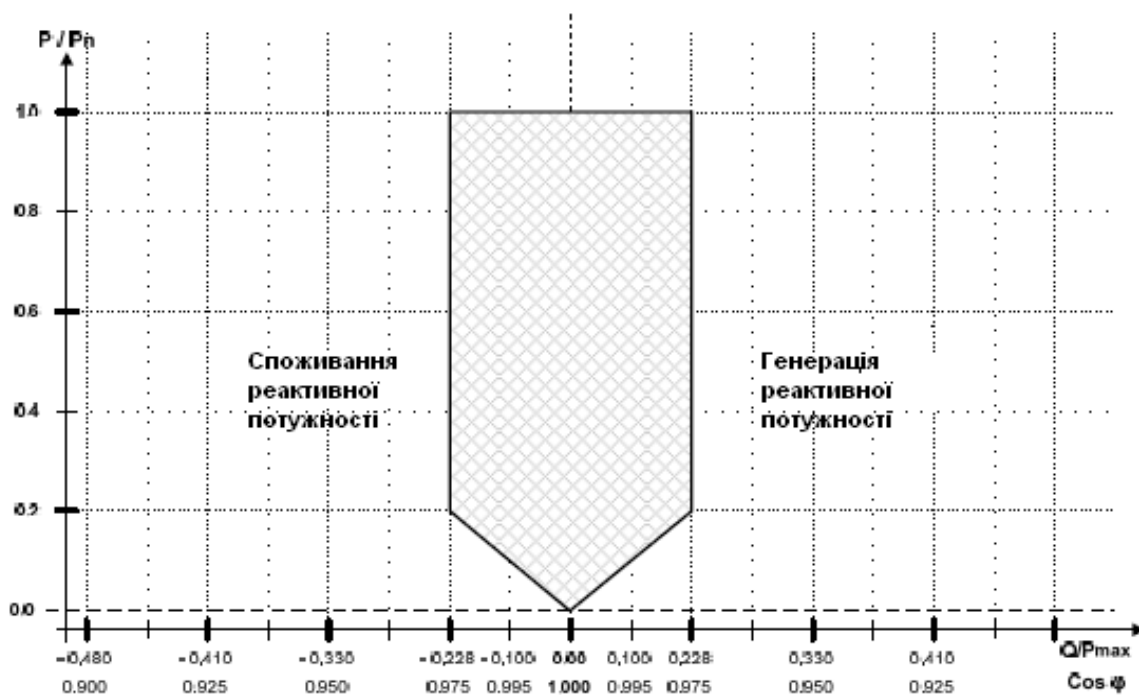


Рисунок 6.8 - Вимоги щодо регулювання реактивної потужності електростанцій потужністю від 2 МВт до 25 МВт

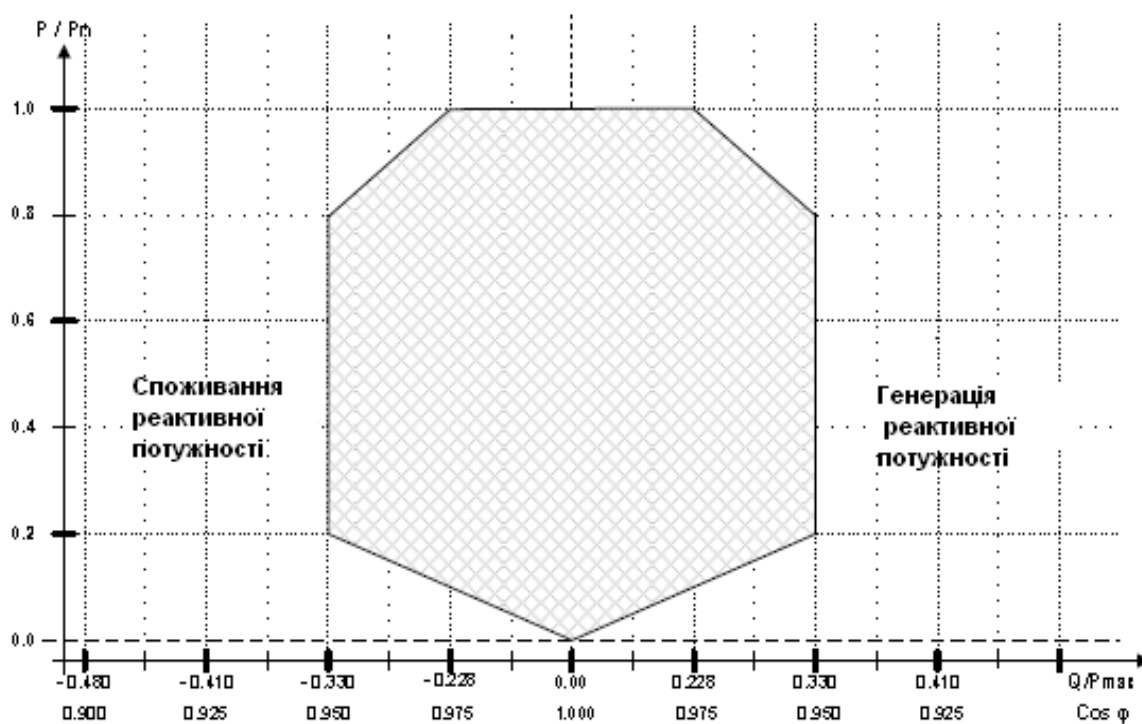


Рисунок 6.9 - Вимоги щодо регулювання реактивної потужності електростанцій потужністю понад 25 МВт

6.4.4.5 Регулювання напруги в ТЗП ВЕС та СЕС повинно відбуватись у діапазоні заданих мінімальних та максимальних значень напруги (таблиця 6.3), за рахунок генеруючих модулів електростанцій або за рахунок додаткових компенсуючих пристроїв. Достатність можливостей регулювання реактивної потужності ВЕС та СЕС в ТЗП до електричної мережі вимагає підтвердження за допомогою моделювання та/або експериментально.

ВЕС та СЕС потужністю більше 25 МВт повинна мати можливість фіксувати уставки напруги з точністю 0,1 кВ, а похибка регулювання заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної напруги, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

6.4.4.6 Зміна уставок регулювання реактивної потужності або напруги, для ВЕС та СЕС потужністю більше 25 МВт, повинна бути прийнята електростанцією протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання команди змінити уставку від системного оператора.

6.4.4.7 До ВЕС та СЕС не повинно висуватися жодних особливих вимог щодо діапазону регулювання U/Q , які не висувалися б у загальному порядку до усіх інших генеруючих установок, приєднаних до мереж загального призначення.

6.4.4.8 ВЕС та СЕС повинна бути в змозі автоматично регулювати напругу в ТЗП до електричної мережі загального призначення.

Оскільки неможливо виконати одночасне регулювання напруги та $\cos \phi$, відхилення обох уставок зважуються один з одним, використовуючи коефіцієнт, який називається «коефіцієнтом статизму», або просто «статизм» (рис. 6.10)

Регулювання напруги з врахуванням «статизму» та «зоною нечутливості» коли станційний регулятор у межах «зони нечутливості» діє як регулятор реактивної потужності з уставкою за реактивною потужністю, а коли напруга на контрольованих шинах залишає «зону нечутливості» станційний регулятор регулює напругу відповідно до заданого «статизму» (рис. 6.11).

Якщо функція управління напругою досягає проектних обмежень ВЕС та СЕС (Q_{\max} , Q_{\min} та/або U_{\max} , U_{\min}), функція управління повинна очікувати дій системи регулювання під напругою трансформаторів або дій інших функцій регулювання напруги.

Усі ВЕС та СЕС мають включатися у регулювання U/Q енергосистеми у той самий спосіб, що й традиційні електростанції. Координація регулювання напруги здійснюється операторами систем розподілу та передачі електричної енергії в мережі загального призначення.

Разом з тим, необхідно брати до уваги, що на виробіток електроенергії ВЕС та СЕС впливають метеорологічні чинники, враховуючи які, регулювати реактивну потужність електростанцій у повному діапазоні доцільно лише у випадках, коли видача активної потужності перевищує 10% номінальної потужності.

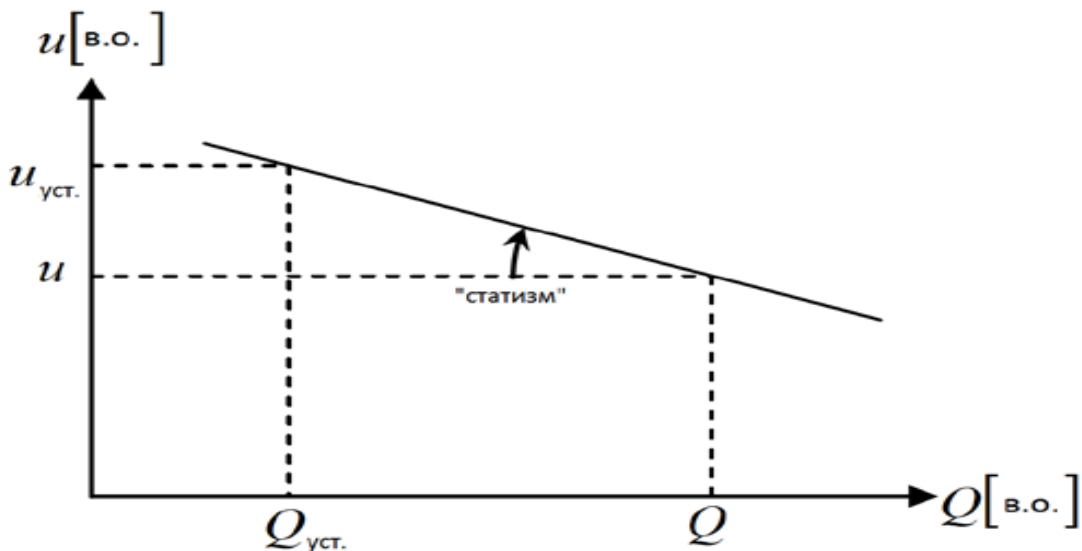


Рисунок 6.10 - Регулювання напруги та реактивної потужності за допомогою коефіцієнта «статизму»

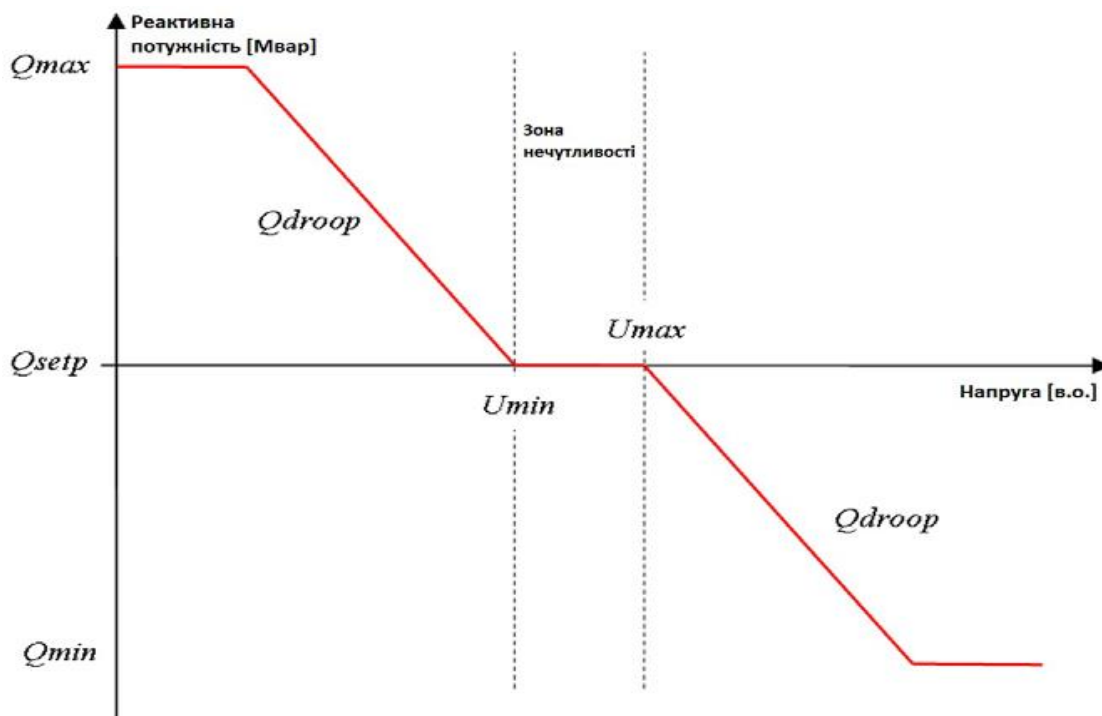


Рисунок 6. 11 - Q(U) характеристика роботи станційного регулятора при регулюванні напруги з врахуванням «статизму» та «зоною нечутливості»

Приклад щодо регулювання напруги в ТЗП ВЕС та СЕС потужністю більше 25 МВт зображено на рисунку 6.12.

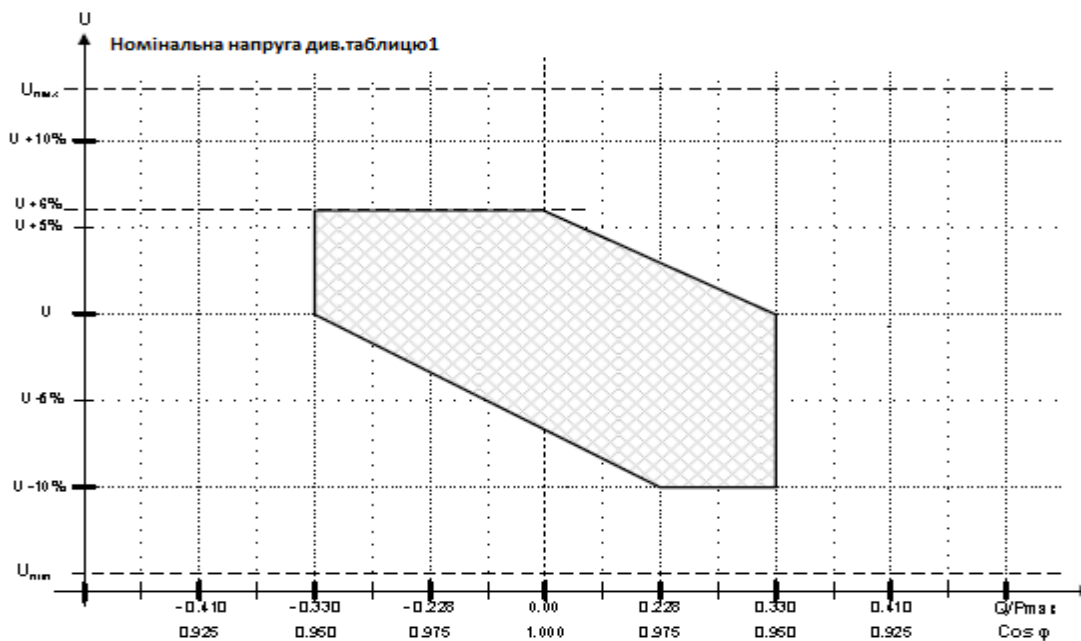


Рисунок 6.12 - Діапазон регулювання напруги ВЕС та СЕС потужністю понад 25 МВт

6.4.4.9 ВЕС та СЕС потужністю від 150 кВт до 2 МВт, окрім дотримання загальних вимог (п. 6.4.1) та вимог щодо управління в нормальному режимі роботи (п. 6.4.1.5), повинні завжди забезпечувати знаходження робочої точки (P/Q) електростанції в межах ділянки, окресленої на рисунку 6.7.

У випадку, коли електростанція відключена від мережі або не генерує потужності, компенсація реактивної потужності у внутрішній інфраструктурі електростанції не є обов'язковою.

6.4.4.10 ВЕС та СЕС потужністю від 2 до 25 МВт, окрім дотримання загальних вимог (п. 6.4.1) та вимог до нормального режиму роботи (п. 6.4.1.5), повинна бути обладнана системами управління відповідно до таблиці 6.4.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути спроектована таким чином, щоб робоча точка (P/Q) електростанції завжди знаходилась у межах ділянки, окресленої на рисунку 6.8.

Форма управління та налаштування повинні бути узгоджені оператором системи розподілу та/або передачі електричної енергії в мережі загального призначення.

Власник електростанції є відповідальним за компенсацію реактивної потужності у внутрішній інфраструктурі у разі, якщо електростанція відключена від електричної мережі або не виробляє електроенергію. Допускається укладання угод між власником електростанції та оператором системи розподілу та/або передачі електричної енергії в мережі загального призначення щодо послуг компенсація реактивної потужності за рахунок інших джерел.

6.4.4.11 ВЕС та СЕС потужністю більше 25 МВт, окрім дотримання загальних вимог (п. 6.4.1) та вимог до нормального режиму роботи (п. 6.4.1.5), повинна бути обладнана системами управління відповідно до таблиці 6.4.

ВЕС та СЕС повинна бути спроектована таким чином, щоб робоча точка для електростанції завжди була у межах ділянки, окресленої на рисунку 6.9 та рисунку 6.12, а форма управління та налаштування повинні бути узгоджені власником електричних мереж та з системним оператором.

Власник електростанції є відповідальним за компенсацію реактивної потужності у внутрішній інфраструктурі у разі, якщо електростанція відключена від електричної мережі або не виробляє електроенергію. Допускається укладання угод між власником електростанції та власником електричних мереж щодо послуг компенсація реактивної потужності за рахунок інших джерел.

6.4.5 Регулювання частоти

6.4.5.1 У діапазоні частот від 47,2 Гц до 51,4 Гц всі ВЕС та СЕС повинні мати можливість залишатися підключеними до мережі загального призначення та автоматично відключатися від мережі або відділятися на збалансоване навантаження власних потреб при значеннях частоти, що визначені системним оператором але не нижче ніж 47,2 Гц і не вище 51,4 Гц.

6.4.5.2 ВЕС та СЕС потужністю до 2 МВт повинні забезпечувати без обмежень в часі нормальну генерацію активної потужності в діапазоні частот 49,6 Гц – 50,2 Гц при відхиленні напруги в діапазоні $\pm 10\%$ $U_{ном}$, а у разі відхилення частоти та напруги за вказаний діапазон, дотримуватися вимог виробника обладнання та нормативних документів щодо допустимої величини потужності та допустимого часу роботи з цією потужністю.

6.4.5.3 ВЕС та СЕС потужністю понад 2 МВт, додатково до вимог п. 6.4.5.2, повинні мати функції абсолютного обмеження генерації та обмеження градієнту активної потужності, для запобігання та ліквідації перевантажень в електричних мережах або небалансів активної потужності.

6.4.5.4 ВЕС та СЕС потужністю 25 МВт і більше мають бути в змозі приймати участь в первинному регулюванні частоти. Рішення щодо участі ВЕС та СЕС в первинному регулюванні частоти приймає системний оператор, виходячи з поточного режиму та схеми роботи ОЕС України.

Разом з тим, враховуючи не стабільний режим генерації активної потужності електростанціями ВЕС та СЕС, представляється більш доцільним їх оперативне залучення для участі з забезпечення необхідного резерву регулюючої потужності в ОЕС (дельта обмеження генерації електростанцій) для регулювання частоти, за умови, що вони будуть спроможні дотримуватися технічних вимог щодо постачання такої потужності.

6.4.5.5 Для ВЕС та СЕС, якщо вони розглядаються для участі в первинному регулюванні частоти або забезпеченні необхідного резерву регулюючої потужності з частоти, необхідно:

- провести попередній кваліфікаційний відбір електростанцій системним оператором, умови якого повинні бути однаковими як для традиційних електростанцій так і для ВЕС і СЕС;
- встановити зону регулювання активної потужності кожної електростанції;
- встановити частотну зону участі в регулюванні із застосуванням висхідного або низхідного регулювання електростанцій;
- встановити зони аварійного регулювання (на випадок значного (аварійного) підвищення частоти) із застосуванням низхідного регулювання та/або вимкнення окремих вітроелектричних та фотоелектричних установок.

На електростанціях повинна бути передбачена можливість налаштування системи регулювання частоти для всіх точок частоти, зображених на рисунку 6.13 та рисунку 6.14. Необхідно передбачити можливість встановлення значення частоти f_{min} , f_{max} , а також значень точок f_1 - f_7 в діапазоні 47,00 Гц - 52,00 Гц з точністю 0,02 Гц.

Метою застосування точок частоти f_1 - f_4 є створення зони нечутливості та зони регулювання для первинного управління. Метою застосування точок частоти f_5 - f_7 є забезпечення аварійного регулювання потужності/частоти. Зміна (зниження) активної потужності (в.о.), викликана зміною частоти, потребує реалізації регулювання між різними точками частоти відповідно до рис. 6.13 та рис. 6.14.

У випадку низхідного регулювання потужності електростанції нижче мінімальної потужності P_{min} , дозволяється відключення окремих вітроелектричних установок та фотоелектричних модулів.

У випадку, коли частота в електричній мережі перевищує значення f_5 , висхідне регулювання не може розпочинатися, поки частота в електричній мережі не буде нижчою значення f_7 .

P_{Delta} – це уставка, до якої доступна активна потужність буде зниженою з метою подальшого забезпечення стабілізації частоти (висхідне регулювання) у випадку зниження частоти в мережі. Дві різні уставки P_{Delta} з однаковим зниженням (зниження 1, 2, 3 та 4) зображені на рис. 6.13 та рис. 6.14.

Метою системи регулювання частоти є зменшення активної потужності у випадку, якщо частота в електричній мережі загального призначення перевищує значення f_3 , як це відображено на рис. 6.13 та рис. 6.14.

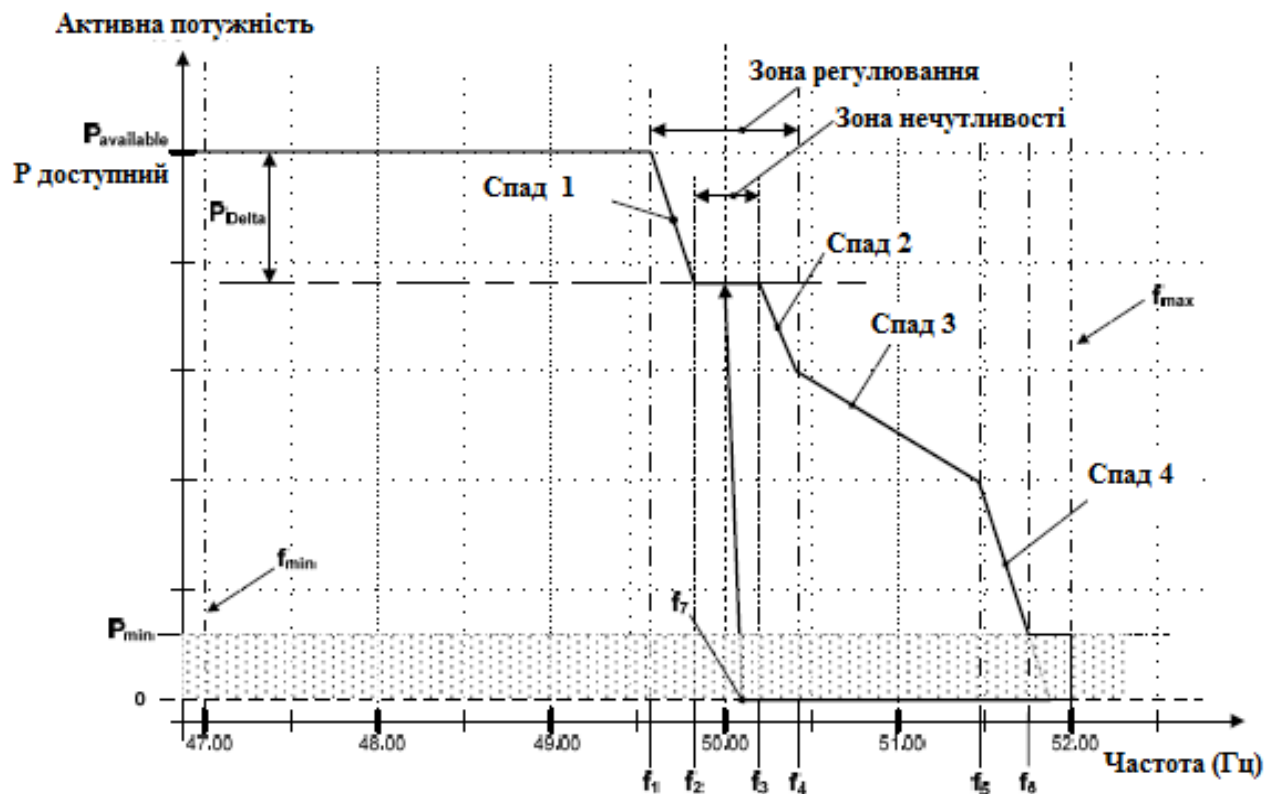


Рисунок 6.13 - Приклад регулювання частоти вітровими та фотоелектричними електростанціями потужністю більше 25 МВт, разом із незначним висхідним регулюванням за допомогою P_{Delta}

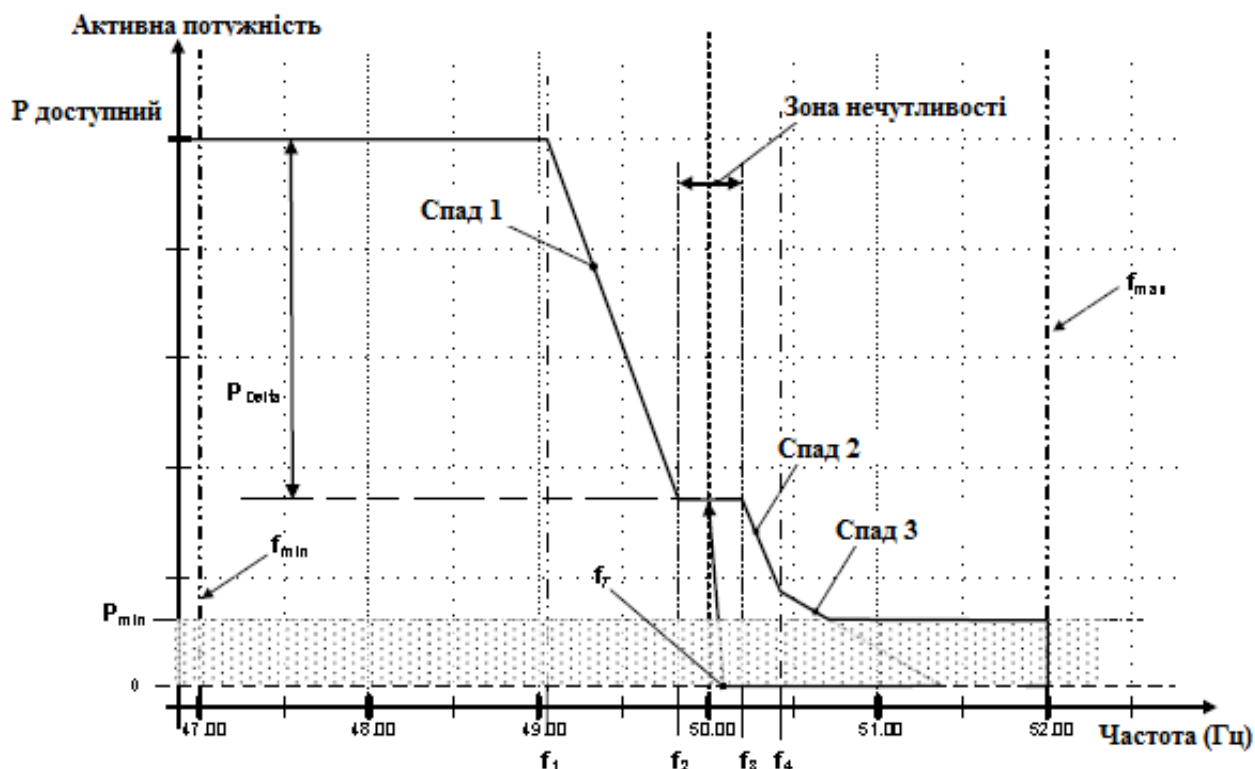


Рисунок 6.14 Приклад регулювання частоти вітровими та фотоелектричними електростанціями потужністю більше 25 МВт, разом із значним висхідним регулюванням за допомогою PDelta

Необхідно передбачити можливість активувати функції регулювання частоти в інтервалі від f_{min} до f_{max} . Якщо уставка регулювання частоти змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 10 секунд після отримання команди змінити задані уставки. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної потужності, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

6.4.6 Вимоги до систем захисту ВЕС та СЕС

6.4.6.1 Загальні положення

Функції захисту повинні бути направлені на захист ВЕС та СЕС та забезпечення стабільної роботи електричної мережі загального призначення.

Власник електростанції є відповідальним за оснащення електростанції таким чином, щоб вона:

- була захищена від пошкоджень у наслідок збоїв або аварійних ситуацій у електричній мережі загального призначення, наприклад, симетричного або несиметричного короткого замикання, відновлення напруги після ліквідації

аварійних ситуацій чи збоїв, підвищення напруги у неущожденій фазі при несиметричному короткому замиканні, обривів фаз тощо;

- була захищена від пошкодження внаслідок несинхронного підключення;
- максимально захищала електричну мережу загального призначення від максимально широкого переліку небажаних впливів з боку вітрової та сонячної електростанції;
- була захищена від відключення у некритичних випадках для вітрової та сонячної електростанції.

Оператори систем розподілу та системи передачі електричної енергії або системний оператор має право вимагати внесення змін до систем захисту у процесі експлуатації вітрової та сонячної електростанції, якщо вважає це за потрібне. Однак, такі зміни не повинні призводити до того, що електростанція зазнаватиме впливів чинників з боку електричних мереж загального призначення, не розглянутих в проектній документації на спорудження електростанції.

Оператори системи розподілу та передачі електричної енергії в мережі загального призначення повинні визначити можливий найвищий та найнижчий рівень струму короткого замикання у точці загального приєднання та іншу інформацію про електричну мережу загального призначення, необхідну для проектування систем захисту електростанції.

6.4.6.2 Системний захист

ВЕС та СЕС повинна бути оснащена системним захистом, що представляє собою функції автоматичного низхідного регулювання активної потужності електростанції, що діє на зниження потужності електростанцій, з використанням однієї або декількох уставок, які визначенні системним оператором при введенні ВЕС та СЕС в експлуатацію. (рисунки 6.13 та 6.14). Необхідно передбачити можливість встановлювати щонайменше 5 різних уставок для електростанції.

Якщо уставка системного захисту для ВЕС та СЕС потужністю більше 25 МВт змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання команди змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної потужності, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

6.4.6.3 Вимоги щодо захисту електричних мереж у точці загального приєднання

Вимоги щодо налаштування релейного захисту електричних мереж загального призначення в точці загального приєднання, а також налаштування захисту ВЕС та СЕС при їх роботі в мережі наведено у п. 6.2.3.

Інші налаштування захисту електростанцій, відмінні від цих вимог, можуть використовуватися тільки за умови їх погодження з відповідним ЦДП системи розподілу або передачі електричної енергії в мережі до якої вони підключені.

Усі налаштування задаються по діючому значенні. Електростанція повинна бути відключена або зупинена, якщо виміряні значення виходять за межі допустимих значень. При цьому час відключення електростанції у разі виникнення аварійних ситуацій повинен бути чітко визначений функціями захисту. Затримка часу відключення не допустима.

Використання реле виявлення стрибків векторів напруги в якості виявлення аварійного виділення електростанції на ізольовану роботу чи відключення від мережі не дозволяється.

6.4.7 Пріоритетність функцій управління

Індивідуальні функції управління вітрової та сонячної електростанції мають бути впорядкованими в порядку черговості одна відносно іншої. Пріоритет 1 функції управління має переважне значення над пріоритетністю 2 функції управління і так далі. Рекомендується наступний порядок пріоритетності:

1. Системний захист.
2. Регулювання частоти.
3. Функції обмеження.

Необхідно передбачити можливість змінювати пріоритетність функцій управління шляхом зміни їх черговості.

ДОДАТОК А (довідковий)

СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК ЦПС ВЕС І СЕС

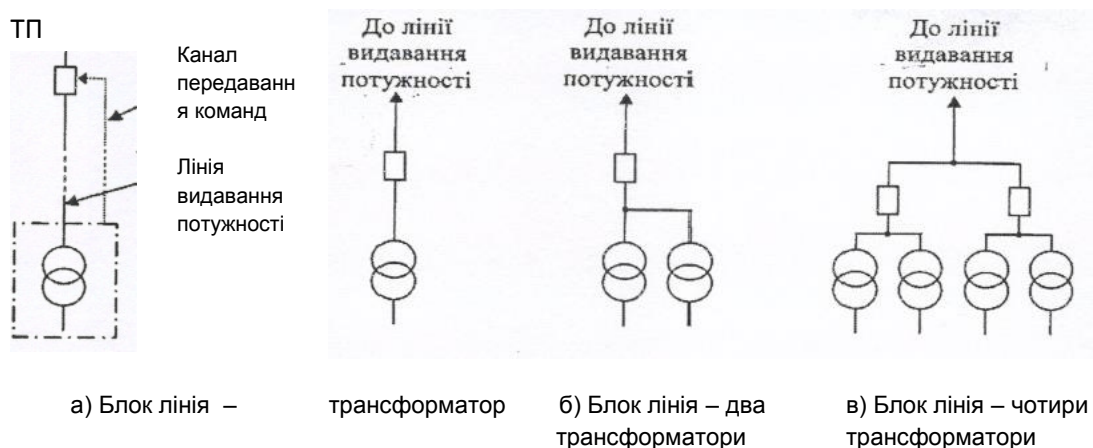


Рисунок А.1 – Однолінійні схеми електричних з'єднань у блокових схемах розподільчих установок ЦПС

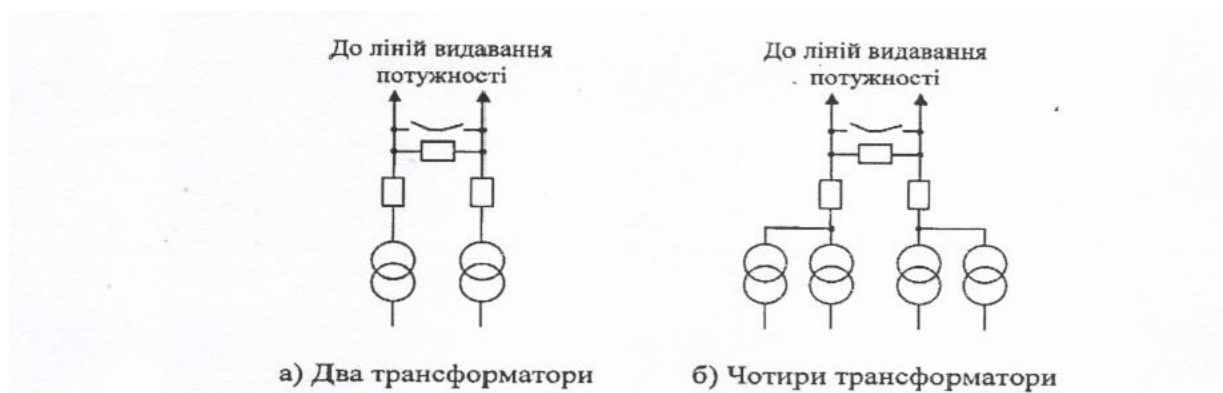
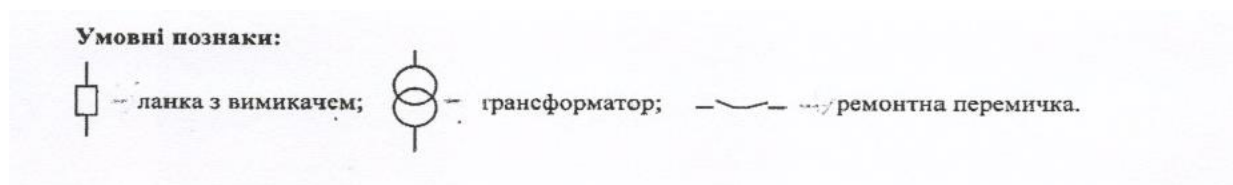


Рисунок А.2 – Однолінійна схема електричних з'єднань розподільчих установок ЦПС. Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку лінії електропередавання



Код УКНД 27.160, 27.180

Ключові слова: вітрові електростанції, електрична мережа, сонячні електростанції, стандарт підприємства, якість електроенергії.